

## 柴达木盆地昆仑山前带 下干柴沟组下段储层差异性

宫清顺<sup>1</sup>, 刘占国<sup>1</sup>, 龙国辉<sup>2</sup>, 朱军<sup>2</sup>, 霍鹏<sup>3</sup>, 李朝琦<sup>3</sup>, 朱超<sup>1</sup>, 伍劲<sup>1</sup>, 宋光永<sup>1</sup>

1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国石油青海油田公司勘探开发研究院; 3 中国石油青海油田公司采油一厂

**摘要** 昆仑山前带古近系下干柴沟组下段是柴达木盆地油气勘探的重点目的层。受砂岩储层发育程度差异所控制, 昆仑山前带不同地区油气富集程度存在差异。为了明确储层的差异性及其形成机制, 利用岩心、测井及分析化验等资料, 对昆仑山前带的切6区、乌南斜坡带、东柴山地区及弯西构造带的储层特征及控制因素进行了分析, 认为下干柴沟组下段储层在时空上的差异性明显。昆仑山前带下干柴沟组下段发育以原生粒间孔为主的碎屑岩孔隙型储层, 储层砂体成因类型为辫状河三角洲相的平原分流河道、前缘水下分流河道、河口坝、席状砂及滨浅湖相的滩坝。沉积相及成岩作用的双重叠加影响导致昆仑山前带储层发育程度存在明显差异。在同等埋深条件下, 受沉积微相控制的储层沉积组构差异与砂体规模差异是储层物性差异的主因, 辫状河三角洲前缘水下分流河道储层物性最好, 其次为河口坝、平原分流河道, 滩坝与席状砂的储层物性较差。在不同埋深条件下, 受最大古埋深和古地温梯度等因素影响而形成的差异压实作用是不同区带储层物性差异的主因, 切6区和弯西构造带的储层物性最好, 乌南斜坡带的储层次之, 东柴山地区的储层物性差。

**关键词** 储层差异性; 碎屑岩; 孔隙型储层; 沉积相; 差异压实作用; 昆仑山前带; 柴达木盆地

**中图分类号**: TE122.2 **文献标识码**: A

### 0 前言

近年来, 随着柴达木盆地勘探力度的不断加大, 昆仑山前带的油气勘探不断获得新发现, 展现出较好的勘探前景<sup>[1-2]</sup>。勘探实践揭示, 昆仑山前带油气分布与聚集的差异性明显: 油气主要分布于昆北断阶带中段的切6区与乌南斜坡带, 而昆北断阶带东段的东柴山地区及弯西构造带未获工业油气流发现。昆仑山前带油气成藏控制因素复杂。成藏分析表明: 除弯西构造带未成藏的原因是远离烃源岩外, 对绝大多数地区而言, 储层是昆仑山前带油气聚集的关键地质因素, 储层类型及发育程度直接控制了油气的富集规模。前人针对昆北断阶带下干柴沟组下段储层开展了大量研究<sup>[3-6]</sup>, 但是针对乌南斜坡带、东柴山地区及弯西构造带储层特征的研究鲜见报道, 有关储层在区域上的差异性及其控制因素的研究未见相关报道。本文利用研究区20余口取心井的岩心、2 000余块次实验分析及测钻井

资料, 分析昆仑山前带下干柴沟组下段储层物性的差异性, 剖析砂体成因类型与储层物性、砂岩动力成岩作用与储层物性之间的关系, 明确研究区储层发育的控制因素, 以期为昆仑山前带油气勘探提供地质依据。

### 1 地质概况

研究区位于柴达木盆地西南地区东昆仑构造山前带, 主要包括昆北断阶带、乌南斜坡带及弯西构造带(图1a), 整体呈西高东低的地形特征。昆北断阶带位于东昆仑构造带祁曼塔格山前, 是东昆仑构造向盆地挤压形成的、受NW—SE向延伸的昆北断裂和昆北I号断裂控制的大型山前压扭性冲断构造带, 具有“南北成带、东西成块”的构造格局<sup>[7-9]</sup>。切6区、东柴山地区分别位于昆北断阶带的中段与东段, 而且由于受昆北断裂各段活动性差异的影响, 东段的东柴山地区现今的构造隆升幅度大。乌南斜坡带位于昆北断阶带以北、英雄岭构造带以南,

收稿日期: 2023-07-10; 改回日期: 2023-07-27

本文受中国石油集团基础性前瞻性重大科技专项“叠合盆地中下组合油气成藏与保持机制研究”(编号: 2023ZZ02)资助

**第一作者**: 宫清顺, 硕士, 高级工程师, 主要从事沉积储层及油藏地质研究工作。通信地址: 310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号 杭州地质研究院; E-mail: gongqs\_hz@petrochina.com.cn



2 储层基本特征

2.1 储层岩石学特征

研究区下干柴沟组下段的储层岩石学特征表现为砂岩的成分成熟度中等、结构成熟度较高。储层岩石类型以长石砂岩、岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑砂岩为主(图3)。岩屑成分以变质岩为主,其次为火山岩、沉积岩中的碳酸盐岩。平面上,弯西构造带、切6区砂岩的成分成熟度最高,成分成熟度指数( $Q/(F+R)$ )分别为1.0和0.7,长英质组分含量分别为80.2%、74.1%;其次为乌南斜坡区,砂岩的成分成熟度指数为0.6,长英质组分含量为61%;东柴山地区砂岩的成分成熟度指数最低(0.5),长英质组分含量为49.2%(表1)。

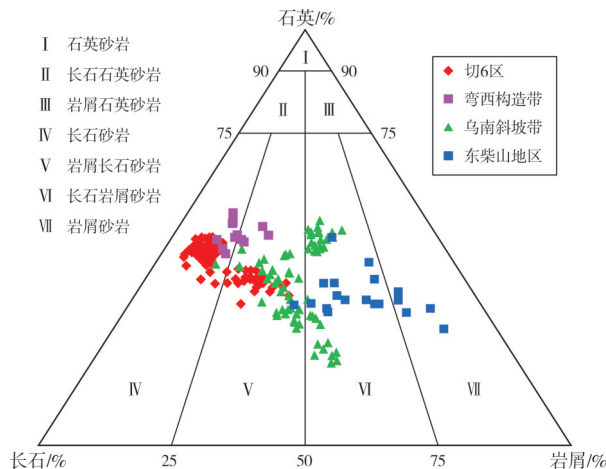


图3 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段储层岩石成分

Fig. 3 Rock composition of  $E_3^1$  reservoir in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

表1 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段储层碎屑组分含量统计

Table 1 Statistics of detrital component contents of  $E_3^1$  reservoir in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

区带	碎屑组分含量/%					刚性颗粒总量	成分成熟度指数
	石英	长石	变质岩	火成岩	沉积岩		
切6区	36.0	38.1	7.9	0.1	5.3	74.1	0.7
弯西构造带	45.5	34.7	1.1	6.6	2.2	80.2	1.0
乌南斜坡带	33.8	27.2	19.5	4.8	1.8	61.0	0.6
东柴山地区	30.5	18.7	20.7	10.9	8.0	49.2	0.5

长英质组分(刚性颗粒)含量的多少反映岩石抗压实能力的强弱:在同等应力的作用下,长英质

组分含量越高,岩石的抗压能力越强,储层保存越好。研究区砂岩的结构成熟度较高,其分选性中等—较好,分选系数为1.6~2.9,磨圆度以次棱、次圆为主,颗粒支撑;不同地区砂岩碎屑颗粒间的接触关系差异较大,普遍以线接触为主,东柴山地区则为凹凸镶嵌接触。

2.2 储集空间类型及孔隙结构

对铸体薄片、扫描电镜等资料的分析表明,昆仑山前带下干柴沟组下段发育碎屑岩孔隙型储层,但平面上孔隙类型占比和面孔率有差异(表2)。储集空间类型以原生孔为主(图4),平均占比为81.6%;其次为溶蚀孔(图4b,4d—4e,4g—4h),平均占比为12.7%,主要为长石、岩屑的溶蚀孔;裂缝仅在少量样品局部发育<sup>[15-16]</sup>(图4c)。平面上,切6区、弯西构造带储层孔隙最发育,面孔率分别为6.6%和5.3%,原生孔占比高,分别占86.6%、94.3%;其次为乌南斜坡带,储层面孔率为3.9%,原生孔占80.8%;东柴山地区储层孔隙不发育,仅见少量粒间孔和粒内溶蚀孔(图4h—4i),储层面孔率约为1.7%,原生孔占64.7%(表2)。

表2 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段孔隙类型统计

Table 2 Statistics of pore types of  $E_3^1$  in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

区块	面孔率/%	孔隙类型/%		
		原生孔	长石溶蚀孔	岩屑溶蚀孔
切6区	6.6	86.6	7.6	5.8
弯西构造带	5.3	94.3	3.7	2.0
乌南斜坡带	3.9	80.8	11.5	7.7
东柴山地区	1.7	64.7	23.5	11.8

压汞数据分析表明,昆仑山前带不同区带的储层孔隙结构存在差异。参照邸世祥储层孔隙结构分类方案<sup>[17]</sup>,切6区、弯西构造带的储层孔隙结构相对较好,以Ⅱ<sub>a</sub>型为主,排驱压力小于0.5 MPa,分别为0.205 MPa、0.397 MPa,中值半径分别为1.473 μm、1.571 μm(表3),呈略粗歪度,孔喉分选性好,毛细管压力曲线呈斜率小的平台状(图5a),孔喉半径分布呈陷出不显著的双峰形态,其中细喉峰值在5~10 μm之间,微喉峰值在0.2~1 μm之间(图5b);乌南斜坡带储层孔隙结构中等,以Ⅱ<sub>b</sub>、Ⅲ<sub>a</sub>型为主,排驱压力平均值为1.130 MPa,中值半径为0.280 μm(表3),呈略细歪度,孔喉分选性中等,曲线平台收窄(图5a),孔喉半径分布形态多呈以微喉为主的单



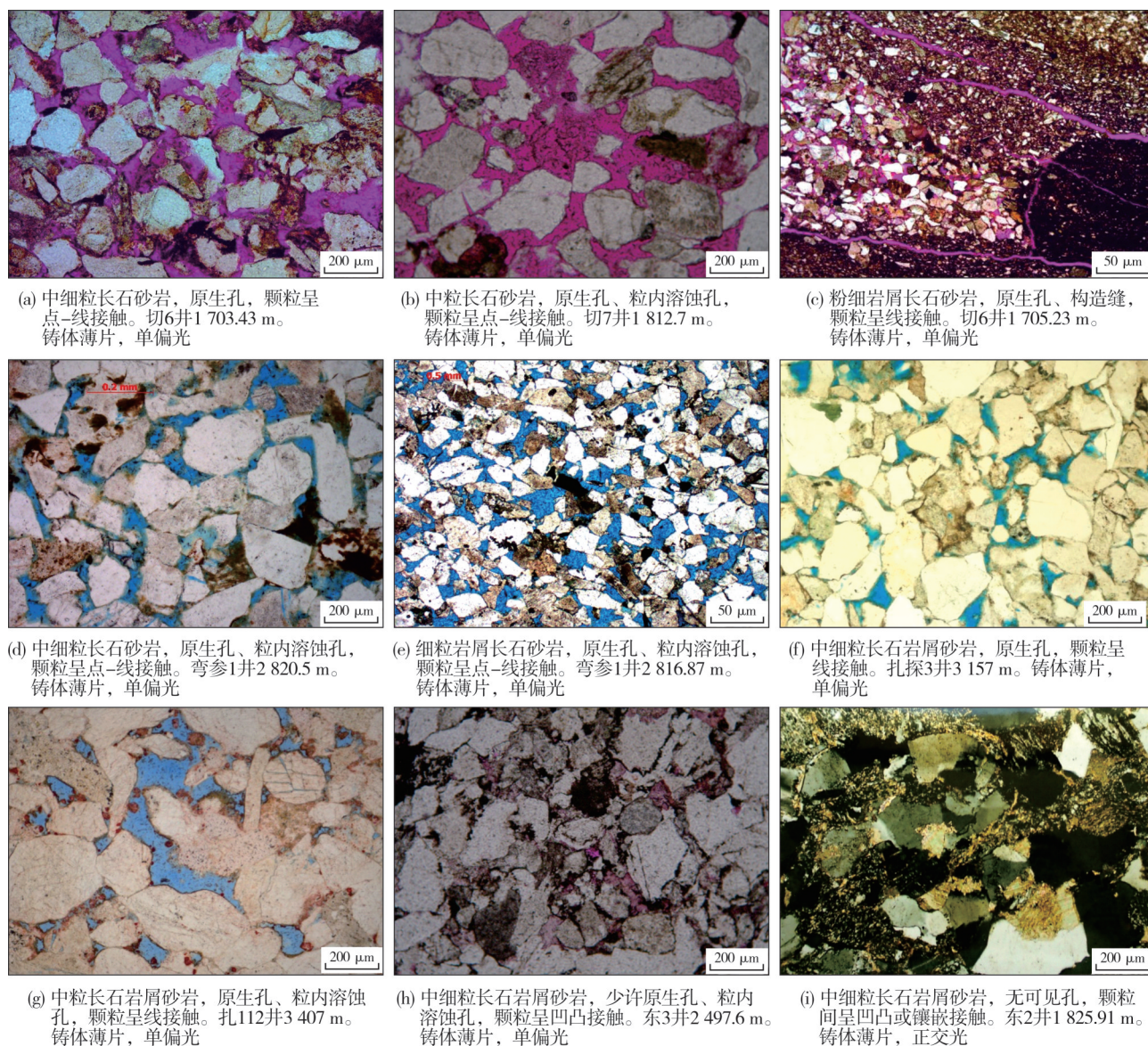


图4 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段砂岩储层微观特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of sandstone reservoir of  $E_3^1$  in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

峰,部分样品为双峰,微喉峰值在 $0.1\sim 0.6\ \mu\text{m}$ 之间(图5b);东柴山地区储层孔隙结构差,以 $\text{III}_b$ 型为主,排驱压力大,中值半径小,呈极细歪度,孔喉分

选差,曲线呈倾斜状,曲线平台窄且斜率大(图5a),孔喉半径分布形态呈以微喉为主的单峰,峰值在 $0.01\sim 0.1\ \mu\text{m}$ 之间(图5b)。

表3 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段储层孔隙结构参数统计

Table 3 Statistics of reservoir pore structure parameters of  $E_3^1$  in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

区块	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\ \mu\text{m}^2$	排驱压力/MPa	中值压力/MPa	最大连通孔喉半径/ $\mu\text{m}$	中值半径/ $\mu\text{m}$	最大进汞饱和度/%	退汞效率/%	分类评价
切6区	14.1	32.76	0.205	1.520	4.621	1.473	84.8	24.0	$\text{II}_a$
弯西构造带	13.4	36.48	0.397	2.075	8.431	1.571	81.8	19.9	$\text{II}_a$
乌南斜坡带	6.7	2.38	1.130	6.140	2.020	0.280	83.9	31.7	$\text{II}_b, \text{III}_a$
东柴山地区	3.1	0.04	5.948	41.750	0.125	0.020	77.3	18.7	$\text{III}_b$

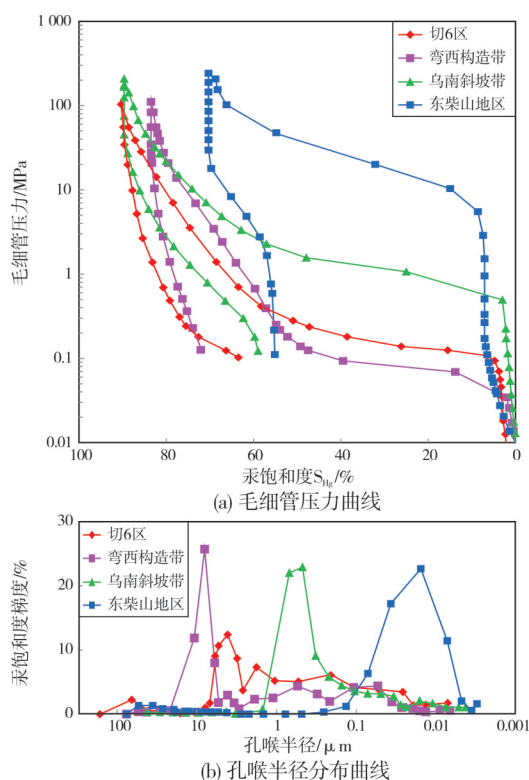


图5 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段储层毛细管压力曲线和孔喉半径分布

Fig. 5 Capillary pressure curve and pore throat radius distribution of  $E_3^1$  reservoir in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

### 2.3 储层物性

对 537 个实验测试样品的统计分析表明, 昆仑山前带的储层物性差异较大(图 6)。切 6 区、弯西构造带的储层物性较好, 以中孔中渗、低孔低渗为主。其中, 切 6 区的储层孔隙度主要分布区间为 3.5%~17.7%, 平均值为 14.1%, 峰值处在 12%~17% 区间(图 6a); 渗透率主要分布在  $(0.01 \sim 276.32) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均值为  $32.76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 峰值位于  $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  区间(图 6b)。弯西构造带的储层孔隙度分布区间为 3.5%~19.4%, 平均值为 13.4%, 峰值区间大于 14%; 渗透率分布在  $(0.1 \sim 246) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均值为  $36.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 峰值处在  $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  区间。乌南斜坡带的储层物性中等, 以低孔低渗、特低孔特低渗为主, 孔隙度主要分布在 2.8%~11.6% 之间, 平均值为 6.7%, 峰值位于 4%~8% 区间; 渗透率主要分布在  $(0.03 \sim 72.21) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均值为  $2.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 峰值多小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。东柴山地区的储层物性差, 以超低孔超低渗为主, 孔隙度分布在 1.0%~8.5% 之间, 平均值为 3.1%, 渗透率多小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

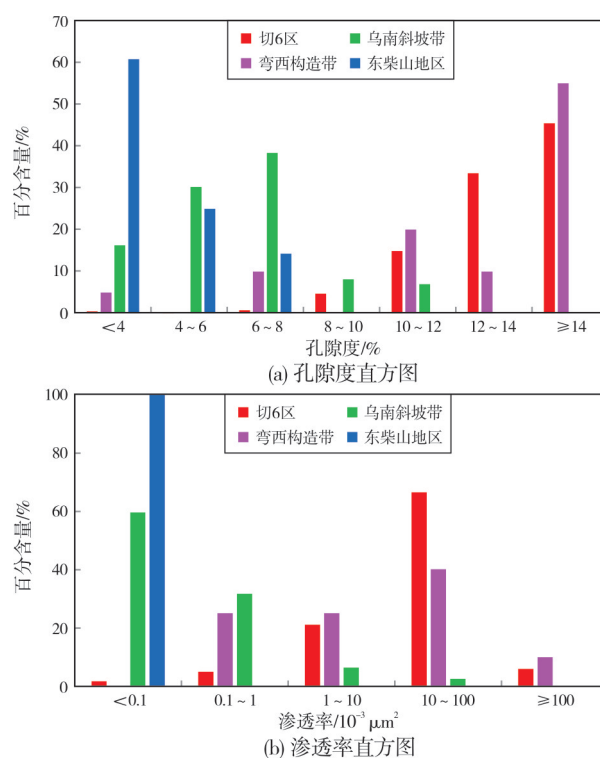


图6 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段储层物性分布直方图

Fig. 6 Histograms of reservoir physical properties of  $E_3^1$  in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

## 3 储层差异性机制及控制因素

沉积作用是砂岩储层形成的基础, 不同的沉积水动力条件可形成具有差异性砂体规模及储层特征的沉积微相。动力成岩作用的差异对区域储层演化起重要控制作用, 而差异的储层特征又形成差异的孔喉结构及储集性能。因此, 沉积作用与成岩作用的叠加效应是储集体差异特征的形成机制<sup>[18-21]</sup>。

### 3.1 沉积微相控制同等埋深条件的储层物性差异

以乌南斜坡带  $E_3^1$  为例, 对比分析同一沉积体系内不同成因类型砂体的规模、沉积结构与储层物性的关系表明: 同一沉积体系内不同的沉积作用导致的砂岩碎屑组分与结构差异是同一物源、同等埋深条件下储层物性差异的主因, 而粒度、泥质含量和砂岩厚度差异是导致储层物性差异的主要影响因素<sup>[22-24]</sup>。沉积微相是沉积作用的宏观体现, 进而与储层物性有着密切的关系。该区同一物源、埋深在 3 100~3 600 m 范围的砂岩, 不同沉积微相的储层物性存在明显差异(图 7): 辫状河三角洲的前缘水下



分流河道的物性最好,其次是河口坝、平原分流河道,滩坝砂体及席状砂的物性差。

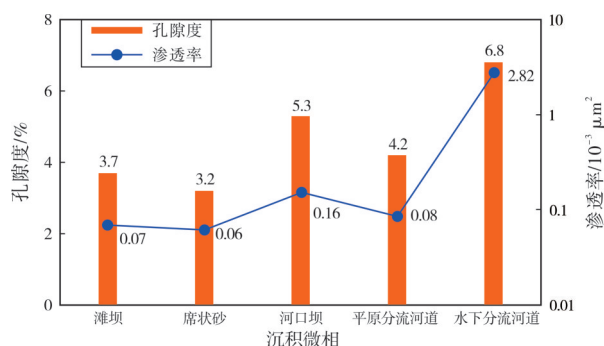
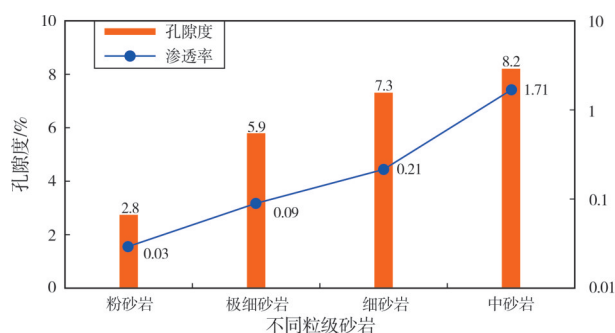
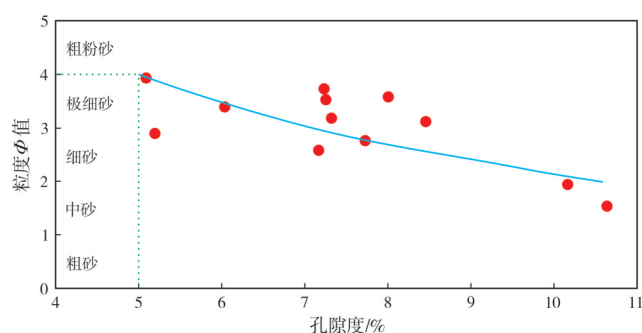


图7 柴达木盆地乌南斜坡带下干柴沟组下段不同沉积微相储层物性分布

Fig. 7 Reservoir property distribution of different sedimentary microfacies of  $E_3^1$  in Wunan slope zone, Qaidam Basin



(a) 不同粒级砂岩与储层物性关系



(b) 粒度与储层孔隙度相关性

图8 柴达木盆地乌南斜坡带下干柴沟组下段砂岩粒度与物性关系图

Fig. 8 Relationship between particle sizes and physical properties of  $E_3^1$  sandstone in Wunan slope zone, Qaidam Basin

在埋深3 100~3 600 m、细粒及以上粒度、胶结物含量平均约为8%的情况下,沉积组构中的泥质含量是影响乌南斜坡带不同相带储层物性的另一重要因素。对扎112井前缘水下分流河道砂岩与扎探5井平原分流河道砂岩进行对比:扎112井取心段的前缘水下分流河道储层的泥质含量值介于0.4%~4.0%,平均值为2.1%,孔隙度值介于4.07%~11.57%,平均值为8.67%;扎探5井取心段的平原分流河道储层的泥质含量介于5.1%~7.4%,平均值为6.0%,孔隙度值介于3.90%~7.00%,平均值为5.26%。可见,储层物性与泥质含量呈明显的负相关关系,前缘水下分流河道的砂岩分选好,泥杂基含量低,其储层物性要优于平原分流河道。

在咸化湖盆沉积环境下,沉积微相通过砂岩厚度控制早期胶结的程度和强度。根据铸体薄片和阴极发光资料分析,乌南斜坡带的砂岩胶结物

在砂岩填隙物含量相当(均值分布于8.5%~9.5%)的情况下,乌南斜坡带不同粒级砂岩储层的物性差异大,储层物性由大到小分别为中砂岩、细砂岩、极细砂岩和粉砂岩(图8a)。按照该区生产上5%的有效储层孔隙度下限,则极细粒砂岩已接近有效储层下限,而粉砂岩为非有效储层(图8b)。粒度控制储层物性的机理在于粒度愈细,碎屑组分中塑性岩屑含量越高,进而抗压实能力越差。此外在相同压实程度条件下,粗粒级砂岩储层的孔隙度和喉道要大于细粒级砂岩储层。根据对乌南斜坡带岩心的统计得知:席状砂、滩坝砂岩粒度多以粉砂级为主,故其多为非有效储层;而辫状河三角洲的前缘水下分流河道、平原分流河道、河口坝的砂岩粒级为极细砂岩以上,为有效储层。

类型主要为方解石和少量硬石膏,方解石的阴极发光均匀,为同一期胶结,其晶形完整,未见港湾状溶蚀结构,说明方解石未经历明显溶蚀。在埋深3 100~3 600 m、泥杂基平均含量2%~6%的情况下,砂岩胶结物含量与孔隙度呈明显的负相关关系(图9a)。随着胶结强度增加,胶结类型由接触式转变为基底-孔隙式或连晶式,胶结作用对原生孔隙破坏严重。当胶结物含量大于15%时,储层孔隙度普遍在5%以下,使储层变得无效。由不同沉积微相砂体厚度与胶结物含量之间的关系(图9b)可知:胶结强度与砂体厚度呈负相关性,当单层砂体厚度小于0.5 m时,胶结物含量普遍大于15%。研究区不同沉积微相的砂体厚度差异大,其胶结强度相应地存在明显差异。对乌南斜坡带岩心的统计结果显示:平原分流河道、前缘水下分流河道单砂体厚度大,分别为1.14 m、1.21 m;河口坝

次之,单砂体厚度约为0.87 m;席状砂与滩坝砂单层厚度较小,分别为0.47 m、0.58 m。平原分流河道、前缘水下分流河道砂体厚度大,加之沉积时水体盐度相对较低,因此其砂岩胶结强度相对较弱。当砂体厚度大于1.5 m时,胶结物含量普遍低于5%~7%。砂岩胶结强度的这种变化与砂层距离砂

泥岩界面的远近相关:距离愈小,胶结作用越强,即强胶结主要发育于砂岩的底部与顶部。席状砂、滩坝砂及部分河口坝砂体的厚度薄,多小于0.5 m,加之沉积时更靠近盐湖湖盆中心,水体古盐度高,这导致砂岩早期胶结作用强烈,多为无效储层。

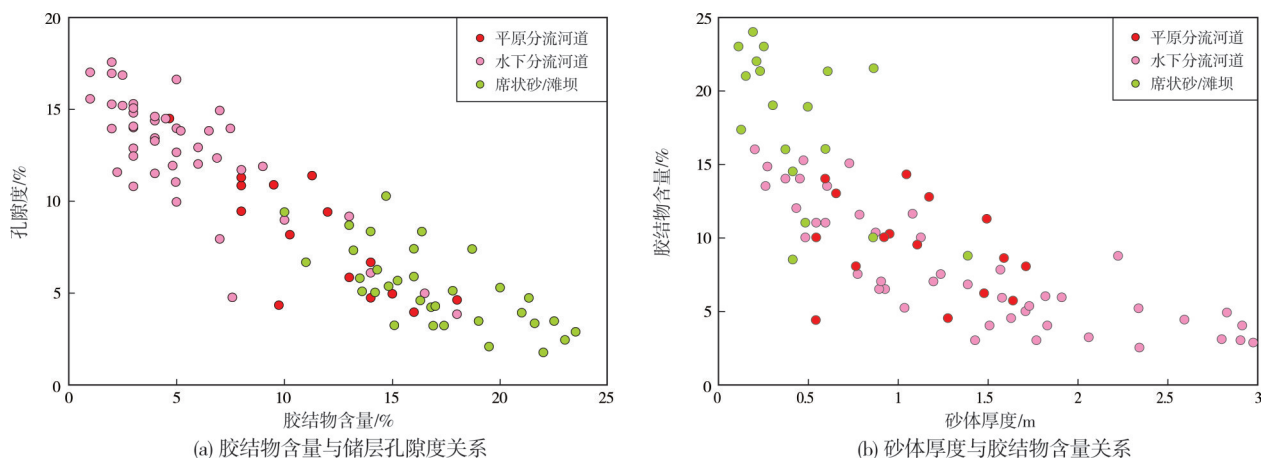


图9 柴达木盆地昆仑山前带下干柴沟组下段砂岩胶结物含量与孔隙度、砂体厚度关系图

Fig. 9 Relationships of cement content with porosity and thickness of  $E_3^1$  sandstone in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

### 3.2 差异压实作用是不同区带储层物性差异的主因

砂岩成岩作用和孔隙演化的影响因素很多,概括起来主要有沉积、构造、热和流体等4大因素<sup>[25-27]</sup>。昆仑山前带不同地区干柴沟组下段沉积背景相同,辫状河三角洲河道砂体大规模发育,砂体发育程度差异小。离子透射电镜测得的切6区与东柴山的古应力值相当,古应力值介于92.76~101.86 MPa,依据构造背景推测弯西构造带的古应力值接近这两个区块。因此研究区平面上古构造压性应力的大小是相近的,亦即对砂岩压实作用的影响是基本一致的;同时研究区的构造挤压作用主要发生于砂岩经历最大古埋深之后,对砂岩的压实作用会明显减弱。下干柴沟组下段沉积期的湖盆水体流体性质相同,均为盐湖的咸水介质,亦即这种咸化沉积水介质引起的胶结作用程度也变化不大。

基于上述讨论,在限定砂岩胶结物含量小于8%的前提下,统计对比不同地区的砂岩压实量,发现:切6区和弯西构造带的砂岩压实减孔量较低,分别为21%和22%,砂岩碎屑颗粒间呈点-线接触

(图4a—4e),原生孔隙较发育,孔隙分布均匀;乌南斜坡带砂岩压实减孔量约为25%,碎屑颗粒间以线接触为主,局部凹凸接触(图4f—4g),原生孔隙明显变得不发育,且孔隙分布不均匀;东柴山地区砂岩压实减孔量接近30%,碎屑颗粒间基本呈凹凸或镶嵌接触(图4h—4i),压实强烈,几乎无可见孔。分析认为,造成上述不同构造带砂岩压实强度差异大的主控因素在于砂岩曾经历的最大古埋深与古地温变化引起的差异压实作用。

砂岩经历不同的埋藏史可造成其压实强度及孔隙保存的较大差异,最大古埋深差异是昆仑山前带砂岩差异压实作用的重要原因。下干柴沟组下段砂岩的现今埋深,除乌南斜坡带超过3 000 m外,昆仑山前带的切6区、东柴山地区和弯西构造带均在1 800~2 800 m之间。但是,通过实测的镜质组反射率约束,结合区域构造地质背景,恢复出昆仑山前带下干柴沟组下段砂岩的最大古埋深(图10):切6区为2 800~3 000 m(图10a),弯西构造带为3 300~3 500 m(图10b),乌南斜坡带为3 800~4 300 m(图10c),东柴山可达4 600~4 900 m(图10d)。不同地区的最大古埋深影响砂岩压实作用,导致平面上砂岩储层物性差异明显。在其他成岩环境相近

的条件下,中—细砂岩储层在埋深3 000~3 500 m时,埋深每增加1 000 m,孔隙度约减少2%;当埋深在

3 500~4 000 m时,埋深每增加1 000 m,孔隙度约减少1.5%。

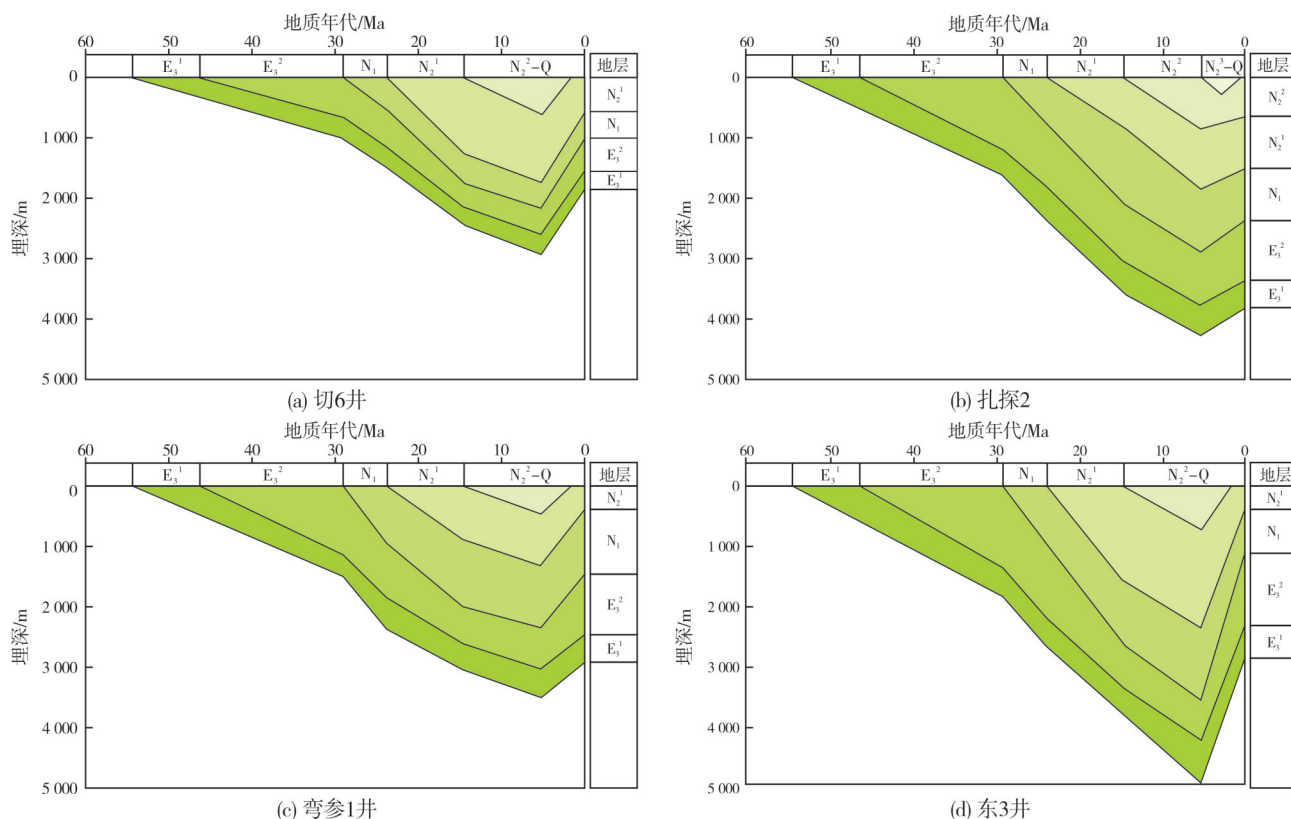


图10 柴达木盆地昆仑山前带不同地区地层埋藏史

Fig. 10 Burial history of different areas in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

地温场对成岩作用的影响,不仅体现在水-岩反应的类型和速率,更重要的是显著加快了砂岩的压实进程。古地温梯度是研究区砂岩差异压实作用的另一重要因素。根据稳态测温钻孔剖面数据,研究区地温梯度在平面上变化较大<sup>[28]</sup>:东柴山地区东3井100~800 m测温井段的地温梯度为38.13°C/km,乌南地区乌7井60~800 m测温井段地温梯度为33.92°C/km,弯西构造带弯参1井293~1 028 m测温井段的地温梯度为27.0°C/km。总体上,地温梯度由东柴山向两侧的乌南斜坡带—昆北断阶带、弯西构造带逐渐降低。在限定胶结物含量小于5%、埋深相当的中—细粒长石岩屑砂岩条件下,统计分析地温梯度与砂岩压实作用之间的相关性,表明地温梯度与砂岩压实减孔量之间存在的正相关关系(图11):成岩期的地温梯度越高,砂岩的压实减孔量越大;地温梯度增加10°C/km,砂岩压实减孔量可增加10%~15%。这说明地温梯度对砂岩压实作用或孔隙保存作用的影响是很大的。

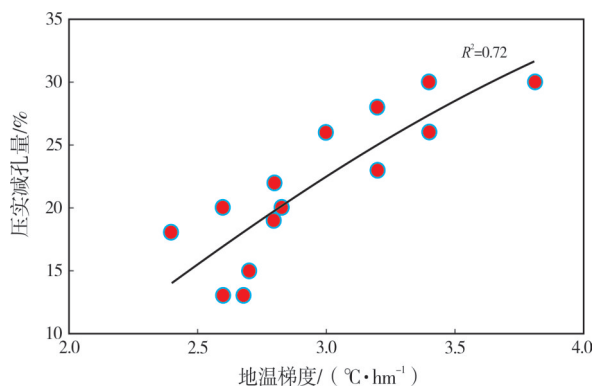


图11 柴西南地区地温梯度与砂岩压实减孔量相关关系图

Fig. 11 Correlation between geothermal gradient and sandstone compaction porosity reduction in southwest Qaidam Basin

## 4 结 论

(1) 昆仑山前带下干柴沟组下段发育广覆式分布的辫状河三角洲—湖泊相储集体,储层的储集空间类型以原生孔为主。不同地区或构造带的砂岩



储层物性差异大:切6区、弯西构造带为中孔低渗型和低孔低渗型储层,孔隙结构以Ⅱ<sub>a</sub>型为主;乌南斜坡带为低孔低渗、特低孔特低渗型储层,孔隙结构为Ⅱ<sub>b</sub>、Ⅲ<sub>a</sub>型;东柴山地区为超低孔超低渗型储层,孔隙结构为Ⅲ<sub>b</sub>型。

(2)沉积作用与成岩作用的双重叠加效应,是昆仑山前带储层物性差异的形成机制。沉积微相、沉积组构和砂体发育规模的差异是同等埋深条件下砂岩储层物性差异的主因:水下分流河道储层物性最好,其次为河口坝、平原分流河道,而滩坝与席状砂储层物性较差;沉积物粒度与储层物性之间有良好的正相关关系,泥质含量与储层物性呈负相关关系;砂岩厚度与早期胶结强度之间显示出较好的负相关性,砂岩厚度小于0.5 m的粉砂级砂岩多为无效储层。差异压实作用是研究区不同埋深条件下砂岩储层物性差异的主要控制因素:储层压实强度受控于最大古埋深和古地温梯度,古埋深越大、地温梯度越高,砂岩压实越强烈,储层物性也变得越差。

致谢:中国石油杭州地质研究院寿建峰教授对本文提出了宝贵意见,在此表示最诚挚的谢意!

#### 参考文献

- [1] 付锁堂, 马达德, 陈琰, 等. 柴达木盆地油气勘探新进展[J]. 石油学报, 2016, 37(增刊1): 1-10.  
FU Suotang, MA Dade, CHEN Yan, et al. New advance of petroleum and gas exploration in Qaidam Basin[J]. Acta petrolei sinica, 2016, 37(S1): 1-10.
- [2] 徐凤银, 彭德华, 侯恩科. 柴达木盆地油气聚集规律及勘探前景[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 1-6.  
XU Fengyin, PENG Dehua, HOU Enke. Hydrocarbon accumulation and exploration potential in Qaidam Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2003, 24(4): 1-6.
- [3] 戴俊生, 叶兴树, 唐良杰, 等. 柴达木盆地构造分区及其油气远景[J]. 地质学报, 2003, 38(3): 291-296.  
DAI Junsheng, YE Xingshu, TANG Liangjie, et al. Tectonic units and oil-gas potential of the Qaidam Basin [J]. Chinese journal of geology, 2003, 38(3): 291-296.
- [4] 马达德, 王艳清. 柴达木盆地昆北断阶带古近系储集层新认识与勘探发现[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 529-537.  
MA Dade, WANG Yanqing. New understandings and exploration discovery of Paleogene reservoirs of Kunbei fault terrace belt, Qaidam Basin, NW China [J]. Petroleum exploration and development, 2015, 42(4): 529-537.
- [5] 陈迎宾, 袁剑英, 陈启林, 等. 柴达木盆地西部南区断裂发育特征及对成藏的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(5): 645-648.  
CHEN Yingbin, YUAN Jianying, CHEN Qilin, et al. Fracture developmental characteristics and control action of hydrocarbon accumulation in the southwest area of Qaidam Basin [J]. Natural gas geoscience, 2006, 17(5): 645-648.
- [6] 赵贤正, 吴因业, 邵文斌, 等. 柴西南地区第三系有利储集体分布预测[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 50-53.  
ZHAO Xianzheng, WU Yinye, SHAO Wenbin, et al. Tertiary reservoir prediction for the southwest Qaidam Basin [J]. Petroleum exploration and development, 2004, 31(2): 50-53.
- [7] 陈国民, 万云, 张培平, 等. 柴达木盆地昆北断阶带圈闭特征[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(4): 39-43.  
CHEN Guomin, WAN Yun, ZHANG Peiping, et al. Trap features of the northern Kunlun faults zone in Qaidam Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2010, 32(4): 39-43.
- [8] 付锁堂, 马达德, 汪立群, 等. 柴达木盆地昆北冲断带古隆起油藏特征及油气成藏条件[J]. 石油学报, 2013, 34(4): 675-682.  
FU Suotang, MA Dade, WANG Liqun, et al. Characteristics and accumulation conditions of paleo-uplift reservoirs in Kunbei thrust belt, Qaidam Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2013, 34(4): 675-682.
- [9] 陈国民, 夏敏全, 万云, 等. 柴达木盆地昆北断阶带构造特征及油气前景初步评价[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 89-96.  
CHEN Guomin, XIA Minquan, WAN Yun, et al. Structural characteristics and exploration prospects of North-Kunlun faults zone in Qaidam Basin [J]. Natural gas geoscience, 2011, 22(1): 89-96.
- [10] 李兰斌, 孙丽娜, 孙家振, 等. 柴西南地区断裂特征分析[J]. 石油地球物理勘探, 2010, 45(3): 443-447.  
LI Lanbin, SUN Lina, SUN Jiazhen, et al. The fracture characteristic analysis in southwest area of Qaidam Basin [J]. Oil geophysical prospecting, 2010, 45(3): 443-447.
- [11] 付锁堂, 徐礼贵, 巩庆林, 等. 柴西南区石油地质特征及再勘探再研究的建议[J]. 中国石油勘探, 2010, 15(1): 6-10.  
FU Suotang, XU Ligui, GONG Qinglin, et al. Petroleum geologic characteristics of southwestern Qaidam Basin and recommendations for further exploration and study [J]. China petroleum exploration, 2010, 15(1): 6-10.
- [12] 倪金龙, 汪劲草, 周莉, 等. 中—新生代东昆仑造山带构造事件及柴西南盆地原型研究[J]. 现代地质, 2007, 21(3): 505-510.  
NI Jinlong, WANG Jincan, ZHOU Li, et al. Study on the tec-

- tonic events of East-Kunlun orogenic belt and prototype about west-south Qadam Basin during Mesozoic and Cenozoic [J]. *Geoscience*, 2007, 21(3): 505-510.
- [13] 宫清顺, 寿建峰, 黄革萍, 等. 柴达木盆地昆北油田路乐河组辫状三角洲沉积特征[J]. *地质科学*, 2012, 47(1): 116-128.
- GONG Qingshun, SHOU Jianfeng, HUANG Geping, et al. Sedimentary characteristic of braided delta in Lulehe Formation of Kunbei Oilfield in Qaidam Basin [J]. *Chinese journal of geology*, 2012, 47(1): 116-128.
- [14] 谭先锋, 夏敏全, 张勤学, 等. 柴达木盆地西南缘下干柴沟组下段辫状河三角洲沉积特征[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(3): 332-340.
- TAN Xianfeng, XIA Minquan, ZHANG Qinxue, et al. Sedimentary characteristics of braided river delta of the lower member of the Lower Ganchaigou Formation in southwestern Qaidam Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2016, 37(3): 332-340.
- [15] 刘伟, 朱筱敏. 柴西南地区第三系碎屑岩储集层次生孔隙分布及成因[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(3): 315-318.
- LIU Wei, ZHU Xiaomin. Distribution and genesis of secondary pores in Tertiary clastic reservoir in southwestern Qaidam Basin [J]. *Petroleum exploration and development*, 2006, 33(3): 315-318.
- [16] 马达德, 王少依, 寿建峰, 等. 柴达木盆地西南区古近系及新近系砂岩储层[J]. *古地理学报*, 2005, 7(4): 519-528.
- MA Dade, WANG Shaoyi, SHOU Jianfeng, et al. Sandstone reservoirs of the Paleogene and Neogene in southwestern Qaidam Basin [J]. *Journal of palaeogeography*, 2005, 7(4): 519-528.
- [17] 邸世祥. 中国碎屑岩储集层的孔隙结构[M]. 西安: 西北大学出版社, 1991: 78-209.
- DI Shixiang. Pore textures in clastic reservoirs of China [M]. Xi'an: Northwest University Press, 1991: 78-209.
- [18] 时保宏, 李荣堃, 田雯, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组长9<sub>1</sub>段储层差异性特征及成因[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(4): 1-10.
- SHI Baohong, LI Rongkun, TIAN Wen, et al. Differences of characteristics and genetic of reservoirs in Chang 9-1 of Yan-chang Formation in Jiyuan area, Ordons Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum (edition of natural sciences)*, 2019, 43(4): 1-10.
- [19] 朱筱敏, 张守鹏, 韩雪芳, 等. 济阳凹陷陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量差异性研究[J]. *沉积学报*, 2013, 31(6): 1094-1104.
- ZHU Xiaomin, ZHANG Shoupeng, HAN Xuefang, et al. On the differences of reservoir quality of Shahejie Fm. in steep slope zones of Jiyang Sag [J]. *Acta sedimentologica sinica*, 2013, 31(6): 1094-1104.
- [20] 张立强, 严一鸣, 罗晓容, 等. 库车坳陷依奇克里克地区下侏罗统阿合组致密砂岩储层的成岩差异性特征研究[J]. *地质前缘*, 2018, 25(2): 170-178.
- ZHANG Liqiang, YAN Yiming, LUO Xiaorong, et al. Diagenetic differences of tight sandstone of the Lower Jurassic Ahe Formation in the Yiqikelike area of the Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *Earth science frontiers*, 2018, 25(2): 170-178.
- [21] 张凤奇, 武富礼, 蒙晓灵, 等. 不同类型低渗透储层有效厚度物性下限及其差异性成因: 以陕北斜坡中部S地区中生界为例[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 555-562.
- ZHANG Fengqi, WU Fuli, MENG Xiaoling, et al. Porosity and permeability cutoffs for calculating effective thickness of different types of low-permeability reservoirs and causes of their differences: a case study of the Mesozoic in S region of central Shaanbei slope [J]. *Oil & gas geology*, 2015, 36(4): 555-562.
- [22] 卢炳雄, 文华国, 淡永, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷阜东斜坡齐古组储层控制因素及有利区预测[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(3): 549-557.
- LU Bingxiong, WEN Huaguo, DAN Yong, et al. Favorable accumulation region prediction and controlling factors of hydrocarbon accumulation of the Qigu Formation in the Fudong slope, Fukang Sag, Junggar Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2018, 39(3): 549-557.
- [23] 庞小军, 王清斌, 万琳, 等. 沙南凹陷东北缘东三段储层差异及其成因[J]. *中国矿业大学学报*, 2018, 47(3): 615-630.
- PANG Xiaojun, WANG Qingbin, WAN Lin, et al. Quality differences and its influence on glutenite reservoirs in the Ed<sub>3</sub> of the northeast margin, Shanan Sag, Bohai Sea [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2018, 47(3): 615-630.
- [24] 钟佳, 代龙, 朱沛苑, 等. 琼东南盆地黄流组中央峡谷水道储层特征及主控因素[J]. *海相油气地质*, 2023, 28(2): 169-177.
- ZHONG Jia, DAI Long, ZHU Peiyuan, et al. Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Central Canyon-Channel of Huangliu Formation in Qiongdongnan Basin [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2023, 28(2): 169-177.
- [25] 寿建峰, 朱国华, 王少依. 塔里木盆地古生界砂岩热成熟度与有效储层的预测[J]. *海相油气地质*, 1997, 2(3): 22-25, 4.
- SHOU Jianfeng, ZHU Guohua, WANG Shaoyi. Sandstone thermal maturity and effective reservoir prediction of Paleozoic of Tarim Basin [J]. *Marine origin petroleum geology*, 1997, 2(3): 22-25, 4.
- [26] 斯春松, 寿建峰, 王少依, 等. 鄂尔多斯盆地中部上古生界砂(砾)岩储集层孔隙成因及控制因素[J]. *古地理学报*, 2012, 14(4): 533-542.
- SI Chunsong, SHOU Jianfeng, WANG Shaoyi, et al. Porosity

- origin and controlling factors of sandstone and conglomerate reservoir of the Upper Paleozoic in central Ordos Basin [J]. *Journal of palaeogeography*, 2012, 14(4): 533–542.
- [27] 寿建峰, 张惠良, 沈扬, 等. 中国油气盆地砂岩储层的成岩压实机制分析[J]. *岩石学报*, 2006, 22(8): 2165–2170. SHOU Jianfeng, ZHANG Huiliang, SHEN Yang, et al. Diagenetic mechanisms of sandstone reservoirs in China oil and gas-bearing basins [J]. *Acta petrologica sinica*, 2006, 22(8): 2165–2170.
- [28] 李宗星, 高俊, 李文飞, 等. 柴达木盆地地温场分布特征及控制因素[J]. *地学前缘*, 2016, 23(5): 23–32. LI Zongxing, GAO Jun, LI Wenfei, et al. The characteristics of geothermal field and controlling factors in Qaidam Basin, Northwest China [J]. *Earth science frontiers*, 2016, 23(5): 23–32.

编辑:张润合

## Reservoir difference of the lower section of Lower Ganchaigou Formation in Kunlun piedmont zone, Qaidam Basin

GONG Qingshun, LIU Zhanguo, LONG Guohui, ZHU Jun, HUO Peng, LI Zhaoqi, ZHU Chao, WU Jin, SONG Guangyong

**Abstract:** In Qaidam Basin, the Kunlun piedmont zone is an important area of oil and gas exploration, and the lower section of Paleogene Lower Ganchaigou Formation is its main oil-bearing layer. Controlled by the differences in the development of sandstone reservoir, the degrees of oil and gas enrichment showed differences in different belts of Kunlun piedmont zone. In order to clarify the difference and formation mechanism of reservoir of the lower section in Lower Ganchaigou Formation, by using core, wireline logging data and experiment data, this paper analyzed the reservoir characteristics and controlling factors in different belts of Kunlun piedmont zone, such as Qie6 block, Wunan slope belt, Dongchaishan area and Wanxi structural belt. It is believed that the reservoir characteristics in the lower section of Lower Ganchaigou Formation are significantly different in time and space. In Kunlun piedmont zone, the lower section of Lower Ganchaigou Formation develops clastic pore-type reservoirs, and the reservoir's storage space is mainly the primary intergranular pore. There is five genetic types of sandbody in this study area, namely distributary channel, underwater distributary channel, estuarine bar, sheet sand in braided river delta facies, and beach bar in shore-shallow lake subfacies. The dual superposed effects of sedimentary facies and diagenesis result in significant differences in the development of reservoirs in Kunlun piedmont zone. There are average porosity and permeability values of 14.1% and  $32.76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  in Qie6 block, 13.4% and  $36.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  in Wanxi structural belt, 6.7% and  $2.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  in Wunan slope belt, and 3.1% and  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  in Dongchaishan belt. Under the same burial depth, the differences of sedimentary structure and sandbody scale, are the main reasons for reservoir physical properties' differences in different sedimentary microfacies, and underwater distributary channel had the best reservoir physical properties, followed by estuarine bar and distributary channel, and the physical properties of beach bar and sheet sand are relatively poor. Under the different burial depth conditions, the differential compaction caused by factors such as maximum paleoburial depth and paleogeothermal gradient, is the main factor controlling the reservoir physical properties' difference in Kunlun piedmont zone. The reservoir physical properties in Qie6 block and Wanxi structural belt are the best, followed by Wunan slope belt, and it is poor in Dongchaishan belt.

**Key words:** reservoir physical properties' difference; clastic rock; pore-type reservoir; sedimentary facies; differential compaction; Kunlun piedmont zone; Qaidam Basin

**GONG Qingshun**, First author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in sedimentology and development geology. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, No. 920 Xixi Rd., Xihu District, Hangzhou, Zhejiang 310023, China